



Building a better
working world



NUCLEARELECTRICA

SN Nuclearelectrica S.A.

Retechnologizarea Unității 1 a Centralei

Nucleare de la Cernavodă

Studiu de fezabilitate a proiectului

**Etapa 2 - Studiu de fezabilitate (versiunea
v1) 2022**

Denumirea proiectului **Studiu de fezabilitate pentru proiectul de re tehnologizare a Unității 1 a Centralei Nucleare de la Cernavodă**

Beneficiar **SN Nuclearelectrica S.A.**

Proiectant **Ernst & Young SRL**

Etapa **Studiu de fezabilitate**

Versiunea **v1**

Data **17 ianuarie 2022**

Acronime și definiții

ABADL	Administrația Bazinală de Apă Dobrogea Litoral / Agency for Dobrogea Litoral Water Basin
ANAR	Administrația Națională Apele Române / National Agency for Romanian Water
ANDR	Agencia Națională pentru Deșeuri Radioactive / National Agency for Plan de Gestionare a Reziduurilor la Șantier
ANPM	Agencia Nationala pentru Protecția Mediului / National Agency for Environmental Protection
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei / National Energy Regulatory Authority
BOP	Partea Clasică a Centralei / Balance of Plant
CA	Evaluarea stării [sistemelor, structurilor, componentelor, echipamentelor centralei] / Condition Assessment
CANDU	Canada Deuterium-Uranium
CDF	Frecvența de avariere a zonei active / Core Damage Frequency
CI	Clădire Integrată / Integrated Building
CNCAN	Comisia Națională pentru Controlul Activităților Nucleare / National Commission for Nuclear Activities Control
CNE	Centrală Nuclearelectrică / Nuclear Power Plant
CNU	Compania Națională a Uraniului / National Uranium Company
CO ₂	Dioxid de carbon
COP	Conferința părților / Conference of the Parties
CR	Clădire Reactor / Reactor Building
CSAN	Clădire Servicii Auxiliare Nucleare / Nuclear Auxiliary Services Building
CT	Tub Calandria / Calandria Tube
CTRF	Instalația de detritiere de la Cernavodă / Cernavoda Tritium Removal Facility
C/RTS	Punere în funcțiune/redare-revenire în exploatare / Commissioning/Return-to-Service
D ₂ O	Oxid de deuteriu (apă grea)
DBE	Cutremur de referință – cutremurul pentru care sistemele de siguranță sunt proiectate să rămână funcționale atât în timpul, cât și după eveniment, asigurând astfel capacitatea de a se opri și de a menține o configurație sigură / Design Basis Earthquake
Analiza deterministă	Are ca scop demonstrarea faptului că o instalație este tolerantă la defectele/pericolele identificate care se încadrează în „baza de proiectare”, definind astfel limitele funcționării în condiții de siguranță
DICA	Depozit Intermediar de Combustibil Ars / Intermediary Spent Fuel Storage
CE	Comisia Europeană
EPC	Inginerie, achiziții publice și construcții / Engineering, Procurement and Construction

UE	Uniunea Europeană
EY	Ernst & Young SRL
FTE	Angajat cu normă întreagă / Full Time Employee
FFMEA	Analiza modurilor de defectare și a efectelor lor / Functional Failure Modes and Effect Analysis
GHG	Emisiile de gaze cu efect de seră / Greenhouse Gas [Emissions]
HELB	Întreruperi de linie de înaltă tensiune / High Energy Line Break
HVAC	Încălzire, ventilație și aer condiționat / Heating, Ventilation and Air Conditioning
ISCIR	Inspekția de Stat pentru Controlul Cazanelor, Recipientelor sub Presiune și Instalațiilor de Ridicat / State Inspectorate for the Control of Boilers, Pressure Vessels and Lifting Installations
ISR	Raport de siguranță integrat
JRC	Centrul Comun de Cercetare – Serviciul pentru știință și cunoaștere al Comisiei Europene / Joint Research Centre
KPI	Indicator-cheie de performanță / Key Performance Indicator
LTO	Funcționare pe termen lung / Long Term Operation
LRF	Frecvență eliberari mari [de radioactivitate] / Large Release Frequency
CNE	Centrală nuclearo-electrica
NSP	Partea nucleară a centralei / Nuclear Steam Plant
NSR	Fără legătură cu siguranța, fara functie/impact de securitate nucleara / Non-Safety Related
OEM	Producător de echipamente originale / Original Equipment Manufacturer
PDC	Comparatoare digitale programabile / Programmable Digital Comparators
Analiza probabilistică	Scopul este de a furniza o estimare realistă a riscului prezentat de instalație; aceasta poate fi, de asemenea, utilizată pentru a confirma validitatea evaluării deterministe a siguranței.
PLEX	Extinderea duratei de viață a instalației / Plant Life Extention
PLiM	Gestionarea duratei de viață a instalațiilor / Plant Life Management
PT	Tub de presiune / Pressure Tube
RB	Clădire reactor / Reactor Building
RCW	Sistem de recirculare a apei de răcire / Recirculating Cooling Water System
RSN	Raport de Securitate Nucleară / Nuclear Safety Report
SDG	Generatoare diesel de rezervă / Standby Diesel Generators
SDE	Cutremur proiectat pe amplasament - O reprezentare tehnică a efectelor, pe amplasament, ale unui set de cutremure posibile, cu o rată de apariție bazată pe înregistrări istorice care nu depășește 0,01 pe an (cu un nivel minim de 0,03 g). SDE este întotdeauna un eveniment mai probabil și, prin urmare, are o intensitate mai mică decât DBE. Se presupune că doar un singur cutremur, SDE sau DBE, va avea loc în timpul duratei de viață de proiectare a centralei nucleare. / Site Design Earthquake
SFB	Bazin de combustibil uzat / Spent Fuel Bay

SNN	SN Nuclearelectrica S.A.
SR	În legătură cu siguranța – Cu funcție/impact de securitate nucleară / Safety Related
SSC	Structuri, sisteme și componente
TLAA	Analize de îmbătrânire limitată în timp / Time Limited Ageing Analysis
U1	CNE Cernavodă Unitatea 1
U2	CNE Cernavodă Unitatea 2
U5	CNE Cernavodă Unitatea 5

Nomenclatură

atm	atmosfere
mld.	miliard
CAD	Dolar canadian
EUR, €	Euro
kW	kilowatt
l/s	litri pe secundă
m, mil.	milion
m ²	metri pătrați
m ³	metri cubi
mCA	metri coloana apă
mdMB	Metri deasupra nivelului Mării Baltice
mm	milimetri
Mtoe	milioane de tone de echivalent petrol
MWh	megawatt-oră
rpm	rotații pe minut

Rezumat executiv

SN Nuclearelectrica S.A. este înregistrată ca o întreprindere de stat în subordinea Ministerului Energiei, cu 82,49% din acțiuni deținute de Guvernul României și 17,5% din acțiuni listate la Bursa de Valori București din noiembrie 2013.

Principalele domenii de activitate ale SNN se concentrează pe generarea de energie electrică și termică, producția de combustibil nuclear și prelucrarea concentratului de uraniu. SNN coordonează, de asemenea, activitățile de dezvoltare a investițiilor și de formare și optimizare a resurselor umane.

SN Nuclearelectrica S.A. are două sucursale – CNE Cernavodă (care operează Unitățile 1 și 2 și serviciile conexe) și FCN Pitești, Fabrica de Combustibil Nuclear (care produce combustibil nuclear pentru Unitățile 1 și 2 ale Centralei Nucleare Cernavodă), precum și filiala Feldioara, fabrica de prelucrare a concentratului de uraniu.

Unitatea 1 a Centralei Nucleare de la Cernavodă este un reactor de 706,5 MWe cu apă grea presurizată de tip CANDU 600 (Canada Deuterium Uranium), care este în exploatare comercială din decembrie 1996, iar actuala licență de exploatare pe 10 ani expiră în 2023. Componentele-cheie au fost proiectate pentru o durată de viață de 210.000 de ore de funcționare la puterea nominală, care, la un factor de capacitate de ~80 %, asigură o durată de viață operațională economică de 30 de ani. Datorită îmbunătățirilor de proiect implementate de la punerea în funcțiune, precum și a operațiunilor de exploatare și întreținere efectuate în mod judicios, Unitatea 1 a funcționat la un factor de capacitate mai mare de ~90%. Unitatea 1 va atinge 210.000 de ore efective de funcționare la putere maximă la sfârșitul anului 2023, după aproximativ 26,6 ani de funcționare de la punerea în funcțiune și cu aproximativ 3,4 ani înainte de a atinge durata de viață proiectată de 30 de ani. SNN intenționează să continue exploatarea Unitatii 1 după cele 210.000 de ore efective de funcționare la putere maximă (dar limitată la 245,000 de ore efective de funcționare la putere maximă), un proces cunoscut sub numele de „Extinderea duratei de viață a instalațiilor”.

Având în vedere aceste aspecte tehnice, SN Nuclearelectrica S.A. are în vedere prelungirea duratei de viață a Unității 1 prin realizarea unui proiect de re tehnologizare cuprinzător, capabil să asigure funcționarea sigură pe termen lung a centralei până la un ciclu suplimentar de 30 de ani. Acesta este obiectivul principal al proiectului. Investiția este în concordanță cu nevoile de energie electrică ale României, având în vedere că se estimează că cererea de energie electrică va crește pe termen mediu și lung, fiind necesare investiții semnificative pentru a reduce decalajul dintre producție și cerere. Energia nucleară se poate dovedi o soluție eficientă din punct de vedere al costurilor pe termen lung, capabilă să acopere necesarul de energie electrică în continuă creștere, decarbonizând în același timp sectorul energetic. Energia nucleară are aproape zero emisii de gaze cu efect de seră în etapa de generare și poate contribui substanțial la obiectivele de atenuare a schimbărilor climatice prin înlocuirea combustibililor fosili tradiționali cu o sursă de „energie neutră din punct de vedere climatic”.

Mai mult decât atât, Planul național pentru energie și climă al României subliniază în mod specific perspectiva re tehnologizării Unității 1 a Centralei Nucleare de la Cernavodă, asigurând astfel o tranziție durabilă către o producție de energie electrică cu emisii reduse de carbon și acoperind între 5% și 10% din cererea de energie electrică a României în următoarele trei decenii.

Pe lângă obiectivul principal, obiectivul secundar al proiectului cuprinde modernizarea și îmbunătățirea echipamentelor Centralei Nucleare de la Cernavodă, urmărind astfel creșterea siguranței operaționale dincolo de cerințele minime actuale. Combinate, cele două obiective ar trebui să contribuie la:

- ▶ satisfacerea creșterii cererii de energie electrică;
- ▶ accesibilitatea prețurilor energiei electrice pentru populație și întreprinderi;
- ▶ reducerea importurilor de energie electrică;
- ▶ creșterea stabilității rețelei prin asigurarea unei acoperiri fiabile a sarcinii de bază;
- ▶ dezvoltarea instalațiilor de manipulare și depozitare a deșeurilor radioactive care vor fi utilizate pentru funcționarea pe termen lung a Centralei Nucleare de la Cernavodă (Unitățile 1 și 2) și pentru o eventuală extindere (Unitățile 3 și 4).

Prelungirea duratei de viață a capacității instalate evită necesitatea unor investiții de capital mult mai mari în active noi, scurtează și simplifică procesul de acordare a licențelor, elimină nevoia de formare și autorizare a personalului pentru sisteme noi, mai complexe ale centralei și utilizează infrastructura existentă. De asemenea, se așteaptă ca proiectul să contribuie la dezvoltarea în continuare a zonei Cernavodă, prin sprijinirea întreprinderilor locale, prin creșterea cererii de bunuri și servicii.

Componentele care limitează durata de viață a reactoarelor CANDU sunt canalele de combustibil și conductele de alimentare. Pe lângă rectificarea acestor componente-cheie (de exemplu, efectuarea unei retubări), oprirea prelungită și descărcarea de combustibil a reactorului oferă o oportunitate unică de a efectua lucrări la structurile, sistemele și componentele care necesită condiții similare pentru reparații/înlocuiri, pentru a permite un nou ciclu de funcționare. Revizuirea detaliată a securității nucleare și a exploatarei întregii unități a indicat îmbătrânirea ca fiind principala cauză a degradării, în ciuda programelor de gestionare a îmbătrânirii aflate în curs de desfășurare. Pentru a determina cu exactitate starea actuală a Unității 1, care va conduce în mod natural la acțiunile corective necesare pentru funcționarea pe termen lung, unitatea a fost supusă unor două procese:

- ▶ o evaluare globală a stării instalației și a structurilor, sistemelor și componentelor acesteia („Condition Assessment”);
- ▶ o revizuire a proiectului tehnic al centralei, pentru a garanta că sunt identificate necesitățile relevante de modificare obligatorie și de îmbunătățire ale acestuia..

Recomandările rezultate în urma acestor două procese au fost analizate de experții centralei și aprobate de conducere. Ulterior, aceste recomandări au fost folosite pentru a compila o listă de activități care, la rândul lor, vor servi la funcționarea pe termen lung și, respectiv, la dezvoltarea scopului proiectului de re tehnologizare. În esență, activitățile propuse au fost clasificate ca:

- ▶ Strict necesare/obligatorii sau recomandate;
- ▶ Cu sau fara impact de securitate nucleara (exclusiv pentru modificări de proiect).

Din această listă, elementele strict necesare/obligatorii reprezintă scopul minim al re tehnologizării U1, în timp ce elementele recomandate ar trebui să sporească marjele de siguranță, fiabilitate, operabilitate și mentenabilitate. În acest sens, sunt propuse trei scenarii de re tehnologizare, cu o comparație conform tabelului de mai jos.

Scenariul 1 - „obligatoriu” (cost nominal total fără finanțare de 1,89 miliarde de euro, echivalent cu un cost total „peste noapte” (overnight) de 1,81 miliarde de euro)

Principalele activități incluse:

- ▶ Activități de retubare;
- ▶ Infrastructura asociată pentru proiectul de re tehnologizare;
- ▶ Activități clasificate ca fiind obligatorii ca urmare a evaluărilor de stare a SSC;
- ▶ Modificări obligatorii de proiect, cu impact de securitate nucleară;
- ▶ Modificări de proiect care nu au impact de securitate nucleară, ce trebuie să fie efectuate.

Scenariul 1 asigură faptul că unitatea beneficiază de toate modernizările și modificările necesare pentru a satisface cerințele de autorizare și pentru a o pregăti pentru cel de-al doilea ciclu de viață de funcționare. Acesta delimitează activități specifice care garantează că parametrii de funcționare a instalației rămân neschimbați în viitor, pe lângă menținerea factorului de capacitate pentru al doilea ciclu de viață la același nivel ca în primul ciclu de viață. Se identifică, de asemenea, modificările de proiectare cunoscute ca fiind de natură să îmbunătățească securitatea nucleară în acest moment și care asigură alinierea la standardele actuale de securitate nucleară. În cele din urmă, sunt incluse obiectivele minime de fiabilitate necesare pentru a menține eficiența economică la nivelul așteptat (adică pentru a susține viabilitatea comercială a SNN).

Valoarea Capex de re tehnologizare din acest scenariu permite ca toți indicatorii financiari cheie analizați să îndeplinească tinte indicate de SNN, cu valori cu mult peste aceste tinte.

Scenariul 2 - „siguranță sporită” (cost nominal total fără finanțare de 1,93 miliarde de euro, echivalent cu un cost total overnight de 1,85 miliarde de euro)

Principalele activități incluse:

- ▶ Activități incluse în Scenariul 1 - „obligatorii”;
- ▶ Modificări de proiect recomandate, cu impact de securitate nucleară.

Scenariul 2 se bazează pe Scenariul 1, deducând că acesta conține toate activitățile din primul scenariu în plus față de modificările de proiect recomandate, cu impact de securitate nucleară. Aceste din urmă îmbunătățiri sporesc anvelopa de securitate nucleară și convențională a unității, menționând că, lucrările nu sunt considerate obligatorii pentru funcționarea pe termen lung a centralei, dar, dacă sunt implementate, ar asigura astfel ca Unitatea 1 sa devina mai robustă din punct de vedere al securității nucleare și sa se apropie mai mult de proiectul/configurația Unității 2. Alinierea proiectului celor două unități reduce incarcarea necesara indeplinirii tintelor de fiabilitate, atunci când se gestioneaza două unități cu configurații diferite. În plus, având în vedere că îmbunătățirile suplimentare pe parte de securitate nucleară ale proiectului din acest scenariu pot deveni obligatorii în cadrul viitoarelor norme și/sau standarde revizuite, punerea în aplicare a Scenariului 2 nu numai că evită viitoarele sarcini potențiale asociate (constrângeri ale pieței și ale lanțului de aprovizionare), dar permite, de asemenea, SNN să își construiască în continuare o imagine publică pozitivă prin demonstrarea proactivității în domeniul securității nucleare. În general, Scenariul 2 demonstrează angajamentul SNN în ceea ce privește îmbunătățirea securității nucleare prin promovarea acesteia înainte de producție, împreună cu bariere sporite împotriva scurgerilor/emisiilor, o fiabilitate sporită și o configurație de operare îmbunătățită.

Păstrând aceleași ipoteze de prognoză utilizate pentru modelarea Scenariului 1, valoarea Capex de re tehnologizare estimată în acest al doilea Scenariu permite, de asemenea, ca toți indicatorii financiari cheie analizați să îndeplinească tinte indicate de SNN.

Scenariul 3 - „bine de executat” (cost nominal total fără finanțare de 2,09 miliarde de euro, echivalent cu un cost total overnight de 2,01 miliarde de euro)

Principalele activități incluse:

- ▶ Activități incluse în Scenariul 2 - „siguranță sporită”;
- ▶ Modificări de proiect recomandate care nu au impact de securitate nucleara;
- ▶ Activități recomandate ca urmare a evaluărilor de stare a SSC.

Scenariul 3 este cel mai cuprinzător. Se bazează pe Scenariul 2, deducând că acesta conține toate activitățile din cel de-al doilea scenariu, pe lângă modificările de proiect recomandate care nu sunt legate de securitatea nucleara și activitățile recomandate care rezultă din evaluările de stare. Nu este necesar ca lucrările suplimentare să fie efectuate ca parte a proiectului de re tehnologizare, dar efectuarea acestora în timpul opririi pentru re tehnologizare poate avea un impact pozitiv asupra viitorului program de funcționare a unității. Scenariul 3 asigură alinierea în continuare a Unității 1 la Unitatea 2 în ceea ce privește proiectul / configurația de exploatare, consolidând astfel beneficiile asociate acestei strategii. Scenariul 3 poate oferi, de asemenea, o robustețe sporită împotriva deficiențelor, fie printr-o probabilitate mai mică de apariție, fie printr-un timp de răspuns mai mic în fața acestora, care, cu toate acestea, nu a putut fi cuantificat din punct de vedere tehnic la data prezentului studiu. Astfel, în timp ce Scenariul 3 (în comparație cu Scenariul 2) poate contribui la reducerea erorilor umane și a riscurilor asociate, este posibil să crească complexitatea și riscul inerent al procesului de re tehnologizare prin adăugarea de noi activități, astfel încât orice beneficiu financiar net pe termen lung este, de asemenea, dificil de cuantificat. Acest lucru se datorează faptului potrivit căruia contribuția activităților suplimentare din cel de-al treilea scenariu privind factorul de capacitate, precum și îmbunătățirile OPEX/CAPEX se pot încadra în banda de eroare asociată estimării și, prin urmare, nu se poate considera că exercită un impact financiar pozitiv (direct) în acest stadiu.

Se presupune că valorile OPEX și CAPEX, precum și profilul producției anuale nete estimate pentru cel de-al doilea ciclu de viață rămân neschimbate între cele trei scenarii. Această ipoteză este aplicată în absența unei metodologii cunoscute capabile să calculeze cu exactitate orice impact financiar pozitiv asociat cu punerea în aplicare a celui de-al doilea sau al treilea scenariu (ambele constând în îmbunătățiri, dar producând în principal o valoare de natură nefinanciară). În plus, subliniem că producția maximă a unității (706,5 MWe) nu se va modifica, indiferent de activitățile de re tehnologizare efectuate. Aceasta este o consecință directă a faptului că unitatea este restricționată din punct de vedere tehnic și de reglementare la putere maximă.

Această abordare este în conformitate cu solicitarea și logica Societății, conform căreia simulările Scenariilor ar trebui să fie efectuate pentru a evalua impactul asupra indicatorilor financiari în ipoteza că toate cele trei Scenarii ar duce la aceeași performanță financiară pe termen lung a unităților SNN (adică o analiză de tip „ce-ar fi dacă”, vizând aceleași rezultate LTO la diferite niveluri de Capex ale Proiectului care ar fi necesare pentru a le atinge). În consecință, cele trei nu ar trebui privite ca simulări ale scenariilor LTO, ci ca estimări flexibile ale Capex-ului de re tehnologizare pentru a obține o performanță operațională/financiară similară după re tehnologizare.

Pentru a modela performanța financiară viitoare atât la nivelul Unității 1, cât și la nivelul SNN, am construit previziuni pentru ambele unități operate de SNN pentru perioada 2021 - 2070. După cum s-a convenit împreună cu SNN, data de începere a modelului financiar (adică data de referință relevantă pentru calcularea fluxurilor de numerar și a indicatorilor cheie de performanță ai studiului de fezabilitate) este 01 ianuarie 2021, datorită disponibilității situațiilor financiare

complete auditate. În afară de ultimele situații financiare auditate ale Societății și de alte date financiare și operaționale istorice relevante la 31 decembrie 2020, modelul utilizează informații specifice furnizate de Client și anumite date de piață disponibile până la 12 noiembrie 2021 (de exemplu, evaluările de stare U1 ale SNN, ofertele de re tehnologizare, estimările interne ale SNN / previziuni, prețuri previzionate ale energiei electrice și ale combustibililor, estimări ale costului de capital), așa cum au fost identificate în mod specific în cadrul prezentului studiu.

Criteria	Scenariul 1 obligatoriu	Scenariul 2 siguranță sporită	Scenariul 3 bine de avut
Date tehnice	Prelungirea duratei de viață a unității 1 pentru un ciclu suplimentar de până la 30 de ani	Prelungirea duratei de viață a unității 1 pentru un ciclu suplimentar de până la 30 de ani	Prelungirea duratei de viață a unității 1 pentru un ciclu suplimentar de până la 30 de ani
Siguranța	Conformitatea cu cerințele de siguranță	Conformitatea cu cerințele de siguranță, cu o marjă de siguranță sporită	Conformitatea cu cerințele de siguranță, cu o marjă de siguranță sporită
Performanța	Funcționarea unității 1 în conformitate cu primul ciclu de viață	Funcționarea unității 1 în conformitate cu primul ciclu de viață	Funcționarea unității 1 în conformitate cu primul ciclu de viață, cu o marjă sporită de fiabilitate, operabilitate și mentenabilitate
Date economice și financiare	1,89 miliarde de euro Capex nominal (fără costul de finanțare) 8,1% rata internă de rentabilitate a proiectului 16,3% rata internă de rentabilitate a capitalului propriu la nivel de SNN ¹	1,93 miliarde de euro Capex nominal (fără costul de finanțare) 7,9% rata internă de rentabilitate a proiectului 16,3% rata internă de rentabilitate a capitalului propriu la nivel de SNN ¹	2,09 miliarde de euro Capex nominal (fără costul de finanțare) 7,3% rata internă de rentabilitate a proiectului 16,0% rata internă de rentabilitate a capitalului propriu la nivel de SNN ¹
Sustenabilitatea	Impact social și cultural puternic, cu beneficii social-economice și culturale semnificative	Impact social și cultural puternic, cu beneficii socio-economice și culturale semnificative, cu o creștere a ocupării indirecte a forței de muncă în comparație cu Scenariul 1, datorită activităților suplimentare care urmează a fi desfășurate	Impact social și cultural puternic, cu beneficii socio-economice și culturale semnificative, cu o creștere a ocupării indirecte a forței de muncă în comparație cu Scenariile 1 și 2, datorită activităților suplimentare care urmează a fi desfășurate

Criteria	Scenariul 1 obligatoriu	Scenariul 2 siguranță sporită	Scenariul 3 bine de avut
Riscul	<p>Nivelul de risc de bază</p> <p>în timpul re tehnologizării</p> <p>Nivelul de risc de bază</p> <p>după re tehnologizare</p>	<p>În timpul re tehnologizării</p> <p>nivelul de risc de bază, cu un risc sporit în ceea ce privește „Programul și/sau proiectul” și „Gestionarea contractelor”, în comparație cu Scenariul 1, din cauza activităților suplimentare care urmează să fie efectuate (în special în ceea ce privește depășirile de costuri și întârzierile)</p> <p>După re tehnologizare</p> <p>nivelul de risc de bază, cu un risc redus în ceea ce privește „Riscul legat de siguranță și/sau riscul de reglementare a pieței și de mediu juridic”, datorită marjei de siguranță sporite</p>	<p>În timpul re tehnologizării</p> <p>nivelul de risc de bază, cu un risc sporit în ceea ce privește „Programul și/sau proiectul” și „Gestionarea contractelor”, în comparație cu Scenariile 1 și 2, din cauza activităților suplimentare care urmează să fie efectuate (în special în ceea ce privește depășirile de costuri și întârzierile)</p> <p>După re tehnologizare</p> <p>nivelul de risc de bază, cu un risc redus în ceea ce privește „Riscul legat de siguranță și/sau riscul de reglementare a pieței și de mediu juridic”, datorită marjei de siguranță sporite, și în ceea ce privește „Performanța centralei”, datorită marjei sporite de fiabilitate, operabilitate și mentenabilitate</p>

**Rata internă de rentabilitate a capitalului propriu la nivelul SNN este măsurată în raport cu un prag de 12,9% care ne-a fost comunicat de SNN în ceea ce privește capitalizarea bursieră a întreprinderii la 31 decembrie 2020 (adică 5,4 miliarde lei), în conformitate cu rezultatele preliminare ale părții de analiză financiară din cadrul misiunii noastre finalizate în S1-2021. Având în vedere evoluția capitalizării de piață a SNN în 2021, atât pragul de rentabilitate internă a capitalului propriu, cât și rentabilitatea internă implicită a capitalului propriu rezultată în urma analizei noastre ar putea fi substanțial diferite dacă ar fi calculate în raport cu o altă dată. De exemplu, având în vedere capitalizarea de piață a SNN de la jumătatea lunii septembrie 2021, ne așteptăm ca rata implicită de rentabilitate internă a capitalului propriu să se situeze între 11% și 12% (prin urmare, încă peste costul de 10% al capitalului propriu estimat pe baza unor societăți comparabile).*

În ansamblu, Scenariul 2 - „siguranță sporită” (cost nominal total fără finanțare de 1,93 miliarde de euro, echivalent cu un cost total overnight de 1,85 miliarde de euro) este propus ca scenariu recomandat, deoarece acesta oferă:

- ▶ Prolungirea duratei de viață a unității 1 pentru un ciclu suplimentar de până la 30 de ani;
- ▶ Funcționarea unității 1 în conformitate cu primul ciclu de viață;
- ▶ Conformitatea cu cerințele de siguranță, cu o marjă de siguranță sporită;
- ▶ Echilibrul optim între performanța operațională a centralei, performanța financiară, riscurile din timpul re tehnologizării și după aceasta.

Entitățile responsabile de implementarea investiției sunt SN Nuclearelectrica S.A. și, respectiv, CNE Sucursala Cernavodă. Toate activitățile proiectului vor fi realizate de comun acord, în conformitate cu împărțirea responsabilităților care va fi definită în mod specific.

Proiectul de re tehnologizare a Unității 1 va fi o investiție de referință pentru SN Nuclearelectrica S.A. și se estimează că se va întinde pe o perioadă de aproximativ 12 ani (143 de luni). Proiectul este structurat în trei etape, după cum se rezumă mai jos:

- ▶ Etapa 1 „Reautorizarea Unității 1/Identificarea și stabilirea scopului re tehnologizării” este programată să dureze 54 de luni și se preconizează că se va desfășura din septembrie 2017 până în martie 2022, fiind incluse următoarele activități-cheie:
 - ▶ activitatea organizatorică premergătoare proiectului;
 - ▶ activitățile necesare pentru a asigura funcționarea Unității 1 dincolo de cele 210.000 de ore efective de funcționare la putere maximă existente și care pot fi extinse la ~245.000 de ore efective de funcționare la putere maximă prin intermediul proiectului aflat în derulare pentru extinderea duratei de viață a centralei;
 - ▶ definirea scopului re tehnologizării și elaborarea studiului de fezabilitate.
- ▶ Etapa 2 „Pregătiri pentru re tehnologizare” este programată să dureze 57 de luni și se preconizează că se va desfășura din aprilie 2022 până în decembrie 2026, cu următoarele activități-cheie incluse:
 - ▶ activități de inginerie/proiectare;
 - ▶ achiziționarea de echipamente;
 - ▶ contracte de proiectare, achiziții produse și construcții;
 - ▶ obținerea autorizațiilor necesare.
- ▶ Etapa 3 „Oprirea și re tehnologizarea instalației” este programată să dureze 32 de luni și se preconizează că se va desfășura în perioada ianuarie 2027-septembrie 2029. Cea de-a treia etapă presupune oprirea reactorului și efectuarea re tehnologizării.

Punerea în aplicare a proiectului de re tehnologizare a Unității 1 necesită un management de proiect eficient și cuprinzător la nivelul SNN. Aceasta include identificarea cerințelor, abordarea diferitelor nevoi, preocupări și așteptări ale părților interesate și echilibrarea constrângerilor concurente ale proiectului (de exemplu: scopul, calitatea, calendarul, bugetul, resursele și riscul), după cum se detaliază în continuare în studiu.

Din punct de vedere normativ, proiectul de re tehnologizare a Unității 1 și lucrările de construcții aferente, reglementate de Legea nr. 111/1996, vor trebui să fie autorizate de CNCAN, prin autorizație de funcționare și, după caz, autorizație de proiectare, aviz de amplasament, autorizație de construire și instalare, autorizație de punere în funcțiune. De asemenea, vor fi necesare autorizații corespunzătoare pentru sistemele de management al calității. Alte lucrări de construcție care sunt reglementate de Legea nr. 50/1991 vor fi efectuate numai după emiterea prealabilă a unei autorizații de construcție de către autoritatea administrativă competentă.

În plus, proiectul de re tehnologizare a Unității 1 va fi supus respectării anumitor criterii tehnice enumerate în cadrul certificatului de urbanism emis în acest scop și va necesita diverse autorizații indicate în acesta (de exemplu, utilități și infrastructură urbană, cum ar fi alimentarea cu apă, canalizarea, alimentarea cu energie electrică, salubritatea; securitate la incendiu, protecție civilă, permise și autorizații de sănătate publică). În plus, vor trebui obținute de la autoritățile competente, printre altele, următoarele: acordul de mediu și autorizația de mediu, respectiv permisul de gospodărire a apelor și autorizația de gospodărire a apelor.

Orice alte autorizații care sunt necesare pe parcursul procesului de obținere a autorizațiilor descrise mai sus și/sau care condiționează aprobarea soluțiilor tehnice ale Proiectului, vor fi planificate și obținute de către beneficiar în timp util pentru executarea legală a lucrărilor.

În ceea ce privește gestionarea riscurilor, au fost identificate și analizate principalele categorii și riscuri în legătură cu proiectul de re tehnologizare a Unității 1. Ulterior, au fost definite o serie de măsuri propuse.

Pentru perioada de timp de după re tehnologizare, sistemul de management ar trebui să includă cel puțin următoarele acțiuni pentru a asigura o exploatare comercială sigură a centralei nucleare:

- ▶ stabilirea nevoii de personal pentru a desfășura activitatea în condiții de siguranță, în conformitate cu procesele documentate ale organizației, sprijinind astfel funcționarea centralei la standarde înalte de siguranță și comerciale;
- ▶ crearea unei culturi de siguranță și, ulterior, punerea în aplicare a unor decizii care să satisfacă echilibrul dorit între:
 - ▶ siguranță;
 - ▶ aspecte comerciale;
 - ▶ performanța reputației corporative;
- ▶ respectarea cerințelor legale, de reglementare și de acordare a licențelor aplicabile;
- ▶ valorificarea standardelor și a celor mai bune practici relevante din industrie;
- ▶ includerea unui set de principii de management care se află în centrul unui model de proces de afaceri, prin intermediul următoarelor structuri:
 - ▶ Structura documentelor de guvernare;
 - ▶ Structura procesului de afaceri;
 - ▶ Structura organizatorică.

Exploatarea și întreținerea unității re tehnologizate vor fi efectuate prin intermediul aceluiași proceduri și procese utilizate pentru a menține nivelul ridicat de fiabilitate observat în primul ciclu de funcționare. În cazul în care modificările de proiect necesită proceduri operaționale, tehnice sau de întreținere noi sau modificate, acestea vor fi puse în aplicare prin intermediul instrucțiunilor departamentale stabilite și prescriptive. Aceste noi documente vor stipula orice cerințe de pregătire/formare specifice, tehnici de întreținere, piese de schimb, atenționări/preocupări sau condiții speciale. Nu se preconizează o creștere a resurselor necesare pentru funcționarea și întreținerea unității ca urmare a re tehnologizării.

În concluzie, constatările EY arată că proiectul de re tehnologizare a Unității 1 este considerat fezabil, deoarece toți indicatorii cheie de performanță sunt îndepliniți în cadrul scenariului recomandat (Scenariul 2 - „siguranță sporită”, cu un cost nominal total fără finanțare de 1,93 miliarde de euro, echivalentul unui cost total overnight de 1,85 miliarde de euro) și sunt respectate așteptările conducerii SNN.

1. Informații generale privind proiectul de investiții

Denumirea proiectului de investiții **Retehnologizarea Unității 1 a Centralei Nucleare de la Cernavodă**

Investitor **SN Nuclearelectrica S.A.**

Str. Polonă nr. 65, sector 1, București 010494

tel. +40 21 203 8200, fax: +40 21 316 9400

email: office@nuclearelectrica.ro

Beneficiar **SN Nuclearelectrica S.A.**

Str. Polonă nr. 65, sector 1, București 010494

tel. +40 21 203 8200, fax: +40 21 316 9400

email: office@nuclearelectrica.ro

Sucursala CNE Cernavodă

Str. Medgidiei nr. 2, Cernavodă 905200, Constanța

tel. +40 241 801 001, fax: +40 241 239 266

email: corespondenta@cne.ro

Proiectant **Ernst & Young SRL**

Str. Ion Mihalache nr. 15-17, sector 1, București

011171

tel. +40 21 402 4000, fax: +40 21 310 7193